

Kurz zum Klima: Rettung aus der Tiefe?

30

Jana Lippelt, Johannes Pfeiffer und Michael Kunz

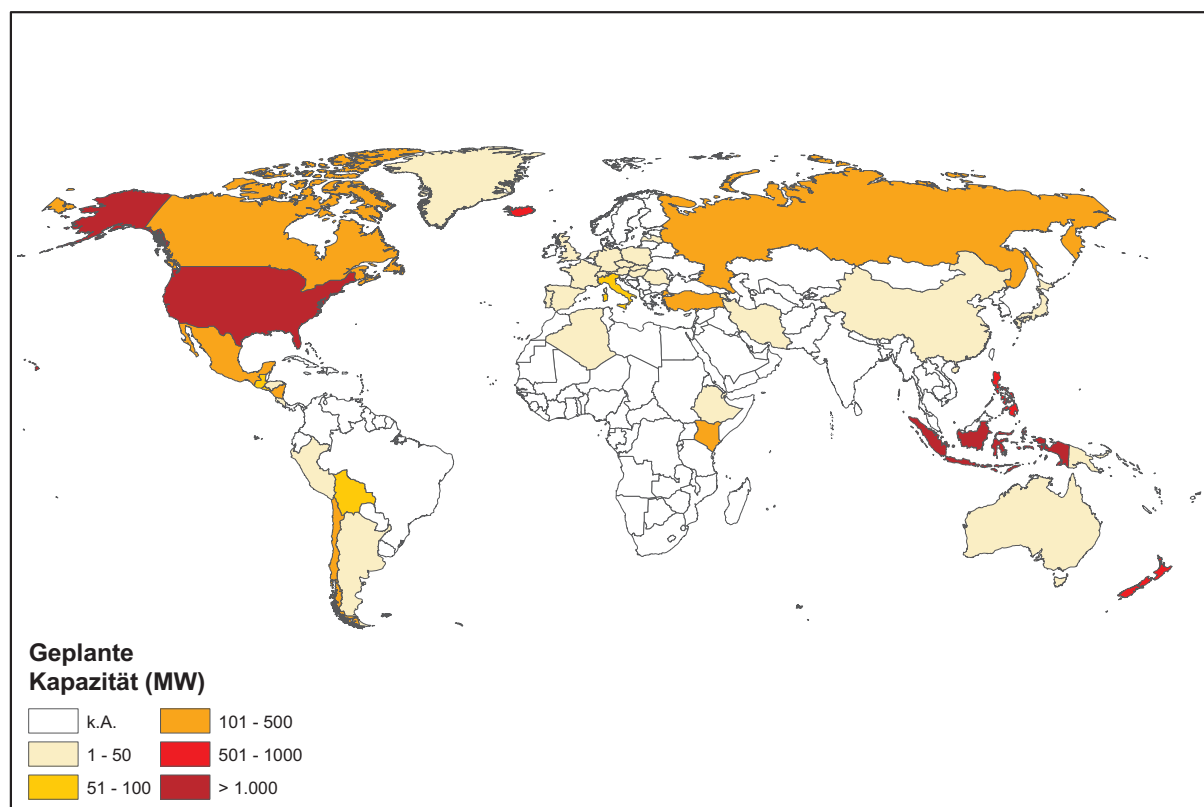
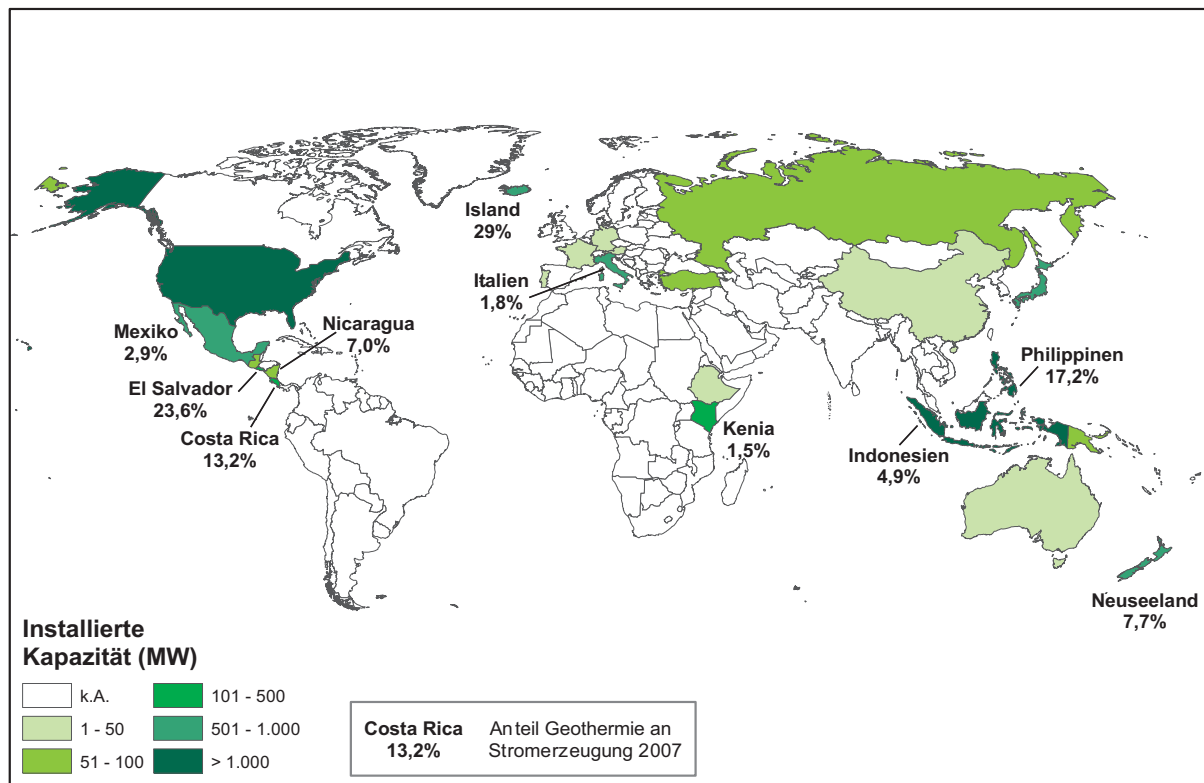
Die weltweite Nachfrage nach Energie stellt die Energieversorgung mit Blick auf den Klimawandel vor zunehmende Herausforderungen. Dabei hält die Erde selbst in ihrem Inneren eine nahezu unerschöpfliche Energiequelle bereit. Auf Grundlage geophysikalischer Prozesse strahlt der Erdkern kontinuierlich Wärmeenergie aus, die auf ihrem Weg an die Erdoberfläche Gesteine und andere, in der Erdkruste eingelagerte Stoffe erhitzt. Schätzungen gehen davon aus, dass etwa das 100 000-fache des gegenwärtigen jährlichen Energieverbrauchs der Welt in der Erdkruste als (Wärme-)Energie gespeichert ist (vgl. Bertani 2010; IEA 2008). Diese Erdwärme – auch als »Geothermie« bezeichnet – macht sich der Mensch bereits seit langer Zeit zu Nutze. Schon Römer, Ottomanen, Chinesen, Japaner und andere Völker badeten vor Jahrhunderten in heißen Quellen (vgl. etwa Lund 1997). Aber erst als zwischen dem 16. und 17. Jahrhundert in Bergwerken Stollen erstmals tiefer als 100 Meter unter die Erdoberfläche getrieben wurden, erkannte man, dass die Temperatur zum Erdinneren hin zunimmt (vgl. Dickson und Fanelli 2004). Die industrielle Nutzung der Erdwärme begann im frühen 19. Jahrhundert in der chemischen Industrie in Italien. Gegen Ende des 19. Jahrhunderts wurde die Nutzung der Erdwärme auf die Beheizung von Wohnhäusern ausgeweitet. Allein in den USA wurden bereits im Jahr 1892 mehr als 400 Haushalte durch Geothermie mit Wärme versorgt. Neben dieser so genannten »direkten Nutzung« als Wärmequelle lässt sich geothermische Energie zur Stromerzeugung mit Hilfe von (Dampf-)Turbinen einsetzen. Auch dabei reichen die Erfahrungen auf den Beginn des 20. Jahrhunderts zurück. Zum ersten Mal gelang es im Jahr 1904 im italienischen Larderello, Strom in einer Geothermie-Anlage zu erzeugen. Andere Länder wie die USA, Japan, Mexiko und Neuseeland folgten dem Beispiel Italiens (vgl. etwa Dickson et al. 2004; Lund 1997). Geothermie-Anlagen zur Wärmebereitstellung sowie zur Stromerzeugung erschließen heute auch tiefliegende Dampflagerstätten, Heißwasserreservoirs oder Wärmelager in trockenem Gestein über Tiefbohrungen, durch welche die Wärmeenergie mit Hilfe eines Wärmeträgers wie Wasser oder Dampf an die Oberfläche gefördert wird. Dieser Beitrag in der Reihe »Kurz zum Klima« widmet sich im Folgenden dem Entwicklungsstand und der Nutzung der technologischen Optionen sowie dem Potential der Geothermie für eine klimafreundliche Energie- bzw. insbesondere Stromversorgung.

Die Stromerzeugung aus Geothermie setzt im Vergleich zu ihrer direkten Nutzung grundsätzlich höhere Temperaturen von ca. 100°C gegenüber etwa 40°C im Wärmelager voraus (vgl. BMU 2009; Lund 1997). Entsprechende Lager sind meist erst in größerer Tiefe zu finden. Konventionelle geothermische Systeme erschließen noch vergleichsweise leicht zugängliche Dampf- und Heißwasserreservoirs in einer relativ geringen Tiefe bis etwa 2 000 Meter. Aufgrund der Temperaturvoraussetzungen beschränkt sich ihr Einsatz zur Stromgewinnung jedoch auf Regionen, die vulkanische oder

tektonische Aktivitäten aufweisen (vgl. Wietschel et al. 2010). An der Oberfläche wird der geförderte Wärmeträger – Wasser oder Dampf – teilweise direkt in Turbinen eingesetzt, welche die Wärmeenergie in Elektrizität umwandeln. In geschlossenen Systemen, die aus Gründen einer nachhaltigen Nutzung vorgezogen werden sollten, wird der Wärmeträger im Anschluss wieder in den Untergrund zurückgeführt. Lässt die Zusammensetzung des Wärmeträgers eine direkte Verwendung nicht zu, wird die Wärme an einen getrennten (sog. binären) Kreislauf übertragen, in dem ein geeigneter Wärmeträger zum Betrieb der Turbinen zirkuliert (vgl. etwa Wietschel et al. 2010). Derartige Systeme stellen bereits seit mehreren Jahrzehnten Strom (und Wärme) bereit – die erste Anlage ging wie erwähnt im Jahr 1904 in Betrieb. Für geeignete Standorte steht eine weitgehend ausgereifte und wirtschaftliche Technologie zur Verfügung, deren Verbesserungspotential allein noch in der Anhebung von Wirkungsgrad und Nutzungsdauer durch weiterentwickelte Materialien und Komponenten gesehen wird (vgl. Wietschel et al. 2010).

Der weitaus größere Teil des weltweiten geothermischen Potentials fällt jedoch in Gebiete außerhalb geologisch bzw. tektonisch aktiver Zonen, die erst durch so genannte unkonventionelle geothermische Systeme (Enhanced Geothermal Systems, abgekürzt EGS) erschlossen werden können (vgl. Wietschel et al. 2010). Diese nutzen Heißwasserlagerstätten und Wärmelager in trockenen Gesteinsformationen in Tiefen von bis zu 5 000 Meter. Über Tiefenpumpen kann bei Heißwasserlagerstätten der Wärmeträger direkt transportiert werden, während zur Wärmetaufbereitung aus Gesteinsschichten die vorherige Injektion eines Wärmeträgers erforderlich ist (sog. Hot-Dry-Rock-Verfahren, vgl. etwa BMU 2009). Tiefenpumpen setzen eine gewisse Durchlässigkeit im Untergrund voraus, die durch chemische oder hydraulische Maßnahmen im Rahmen der »Stimulation des Reservoirs« noch verbessert werden kann. Die geförderte Wärme wird in EGS-Anlagen meist an einen getrennten (binären) Stromerzeugungskreislauf übertragen. Vielerseprechend sind etwa so genannte Organic Rankine Cycle (OCR-)Anlagen, die zur optimalen Nutzung der relativ geringen Temperaturen des Wärmeträgers statt Wasser organische Stoffe mit einem niedrigeren Siedepunkt für Dampferzeugung und Turbinenbetrieb einsetzen (vgl. BMU 2009). Dadurch gelingt heute in Pilotprojekten die Stromerzeugung bei Temperaturen des Wärmeträgers von nur noch 72°C (vgl. etwa IEA 2008). Die weitere Erschließung des Geothermie-Potentials durch EGS-Systeme scheiterte bislang insbesondere an ihrer Wirtschaftlichkeit (vgl. Wietschel et al. 2010), der hohe Fündigkeitsrisiken bei hohen Kosten der Bohr-, Stimulations- und Fördertechnologien entgegenstehen. Der F&E-Bedarf betrifft alle Stufen der Stromerzeugung in EGS-Systemen. Zur Senkung der Bohrrisiken und Erschließungskosten sind eine Weiterentwicklung der Methoden zur Untersuchung des Untergrunds notwendig, aber auch neue

Abb. 1
Geothermie 2009



Quelle: IGA (2010); EIA (2010).

Bohrtechnologien und -strategien. Weiterer Forschungsbedarf besteht für eine sicherere und billigere Wärmeträgerumwandlung gerade bei niedrigen Temperaturen des Wärmeträgers und damit der Wirkungsgrad der Anlagen gesteigert werden (vgl. Wietschel et al. 2010; IEA 2010). Erheblich sinkende Investitionskosten und Verbesserungen des Wirkungsgrads werden bereits bis zum Jahr 2020 erwartet. Das Niveau heutiger konventioneller Systeme wird aber wohl erst um das Jahr 2050 erreicht werden (vgl. Wietschel et al. 2010; IEA 2008).

Diese technologischen Aspekte spiegeln sich unmittelbar in der heutigen Nutzung der Geothermie zur Stromerzeugung wider. Weltweit waren im Jahr 2009 Anlagen zur geothermischen Stromerzeugung mit einer Gesamtkapazität von 10,7 GW¹ installiert, durch die 67,2 TWh Strom produziert wurden. Die obere Karte in Abbildung 1 zeigt die Verteilung dieser Kraftwerkskapazität über die Welt. Wie schon der Überblick über den technologischen Entwicklungsstand nahelegt, konzentriert sich offensichtlich der großtechnische Einsatz der Geothermie zur Stromerzeugung bislang meist auf tektonisch aktive Regionen, in denen Wärmelager mit hohen Temperaturen vergleichsweise leicht erschlossen werden können (vgl. auch IEA 2008). Entsprechend günstige Bedingungen finden sich etwa entlang des pazifischen Feuerrings in Ländern wie Indonesien, den Philippinen, Japan, Neuseeland, Zentralamerika und der Westküste der USA, aber auch in Island oder Ostafrika. Im weltweiten Vergleich erreicht der Strom aus Geothermie in diesen Ländern und Regionen auch die höchsten Anteile an der Gesamtproduktion. Alle Länder mit einem Geothermie-Anteil von über 1% am Stromverbrauch im Jahr 2007 sind in der Karte explizit ausgewiesen. Hervorzuheben sind insbesondere Island mit einem Anteil von etwa 29% und El Salvador mit einem Anteil von gut 23%. Trotz der höchsten installierten Kapazität trug die Geothermie in den USA dagegen nur mit 0,3% zur Stromproduktion bei (vgl. auch Bertani 2010). In Deutschland erreichten die installierten Demonstrationsanlagen einen Anteil von rund 0,7% an der Bruttostromerzeugung im Jahr 2007 (vgl. etwa AGEB 2010).

Die untere Karte gibt einen Überblick über die konkreten Planungen zum Auf- bzw. Ausbau der Geothermie-Kapazität zur Stromgewinnung. Wenig überraschend sind offensichtlich vor allem in jenen Ländern Änderungen geplant, die bereits über hohe Kapazitäten für die geothermische Energiegewinnung verfügen. Auffällig ist zudem aber auch der kurz- bzw. mittelfristig geplante Aufbau von neuen Kapazitäten in Nord- und insbesondere Südamerika sowie in Europa. Weltweit wird bis zum Jahr 2015 ein Ausbau der

Kapazitäten um über 6 GW auf rund 18,5 GW prognostiziert (vgl. Bertani 2010).

Nachdem die Erdwärme ohne Schwankungen dauerhaft zur Verfügung steht, kann sie im Gegensatz zu vielen anderen erneuerbaren Energien, die wie Wind- oder Solarenergie nur variabel ins Stromnetz einspeisen, Grundlast bereitstellen und damit einen zentralen Beitrag zur Stromversorgung auf Basis erneuerbarer Energien leisten (vgl. etwa Paschen et al. 2003). Australien plant etwa bis zum Jahr 2030 6,8% des Grundlastbedarfs über Strom aus Geothermie (EGS-Anlagen) zu decken, in der Schweiz wird der Bau von 50 EGS-Anlagen zur Bereitstellung von 33% des Elektrizitätsbedarfs diskutiert (vgl. IEA 2008). Allein mit Blick auf das technische Potential scheint in Deutschland sogar die Deckung der gesamten Grundlast vorstellbar (vgl. BMU 2009; Wietschel et al. 2010).

Dabei sind auch mit einer verstärkten Nutzung der Geothermie nur eher geringe negative Auswirkungen auf die Umwelt zu erwarten (vgl. zu einer ausführlicheren Diskussion etwa Dickson und Fanelli 2004). Zwar kann das Abwasser von Geothermie-Anlagen geringe Mengen schädliche Chemikalien (wie Arsen und Bor) oder auch klimawirksame Gase wie Kohlendioxid (CO₂) und Schwefelwasserstoff (H₂S) enthalten. Diesen Problemen kann jedoch bereits heute mit verschiedenen technischen Optionen begegnet werden. Zudem arbeiten die meisten Einrichtungen mit geschlossenen Fördersystemen, die Schadstoffemissionen schon von vornherein ausschließen (vgl. etwa IEA 2010). Während der Errichtung einiger EGS-Anlagen und der oft notwendigen Stimulation der Wärmelager wurden zudem schwache Erdbeben beobachtet. Diese Risiken sollen jedoch – ebenso wie registrierte Erdbabsenkungen bei Anlagen, die auf Hochtemperatursystemen basieren – durch die genauere Exploration des Untergrunds sowie eine ständige Überwachung in Zukunft vermieden werden (vgl. etwa IEA 2010; BMU 2009).

Der Aus- und Zubau von Geothermie-Anlagen verspricht aufgrund der Grundlastfähigkeit der Systeme aber erhebliche Klimaschutzpotentiale, da insbesondere Braun- und Steinkohlekraftwerke ersetzt würden. Zugleich ist durch die kontinuierliche Einspeisung im Gegensatz zu vielen anderen erneuerbaren Energien keine Neuausrichtung der bestehenden Versorgungsnetze erforderlich.² Die Prognosen des wirtschaftlich zu erschließenden Potentials der Geothermie in der Stromerzeugung variieren, insbesondere wegen der noch sehr unsicheren Kostenentwicklung von EGS-Systemen. Ein Ausbau der Kapazitäten auf rund 140 GW bis zum Jahr 2050 erscheint wirtschaftlich umsetzbar (vgl.

¹ Dies entspricht in etwa der Kapazität von zehn Kernkraftwerken.

² Vgl. zu den Herausforderungen durch den Ausbau erneuerbarer Energien auch die in dieser Reihe erschienen Artikel zu Pumpspeicherkraftwerken (vgl. Pfeiffer, Röpke und Lippelt 2010) und Regenerative Energie und Nettostromimporte (vgl. Gronwald und Lippelt 2010).

Bertani 2010). Optimistischere Schätzungen gehen für das Jahr 2050 sogar von einer installierten Gesamtkapazität von rund 4,5 GW in Deutschland und rund 300 GW weltweit aus (vgl. etwa Wietschel et al. 2010), mit der jährlich ca. 25 Mill. Tonnen CO₂ in Deutschland und bis zu 1 650 Mill. Tonnen CO₂ weltweit eingespart werden könnten (vgl. Wietschel et al. 2010). Könnte nur die konservativere Prognose realisiert werden, würden jährlich immer noch bis zu 1 000 Mill. Tonnen CO₂ durch Strom aus Geothermie vermieden werden (vgl. Bertani 2010).

Angesichts dieser Größenordnungen kann die zukünftige Sicherung des energieabhängigen Entwicklungspfad der Erde vor den Herausforderungen des Klimawandels in der Tat aus dem tiefen Erdinneren kommen. Gleichwohl sollten die immer noch hohen technologischen und wirtschaftlichen Herausforderungen einer weiter verbreiteten Nutzung der Geothermie als Warnung vor verfrühten, zu optimistischen Erwartungen gesehen werden.

Literatur

- AG Energiebilanzen e.V. (AGEB, 2010), *Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2009 nach Energieträgern*, www.ag-energiebilanzen.de, Stand: 15. Februar 2010.
- Bertani, R. (2010), *Geothermal Power Generation in the World – 2005–2010 Update Report*, Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU, 2009), *Erneuerbare Energien – Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft*, 7. akt. Auflage, Berlin.
- Dickson, M. H. und M. Fanelli (2004), *What is Geothermal Energy?*, Istituto di Geoscienze e Georisorse, CNR, Pisa.
- Energy Information Administration (EIA, 2010), *International Energy Statistics*, www.eia.doe.gov, Stand: 6. September 2010.
- Gronwald, M. und J. Lippelt (2010), »Kurz zum Klima: Regenerative Energie und Nettostromimporte«, *ifo Schnelldienst* 63(2), 34–35.
- International Geothermal Association (IGA, 2010) *Interactive Web Database*, www.geothermal-energy.org, Stand: 2. September 2010.
- Internationale Energie Agentur (IEA, 2008) *Energy Technology Perspectives 2008*, Paris.
- Internationale Energie Agentur (IEA, 2010), *Renewable Energy Essentials: Geothermal*, Paris.
- Lund, J. W. (1997), »Direct Heat Utilization of Geothermal Resources«, *Renewable Energy* 10(2/3), 403–408.
- Paschen, H., D. Oertel und R. Grünwald (2003), *Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland – Sachstandsbericht*, TAB Arbeitsbericht Nr. 84.
- Pfeiffer, J., L. Röpke und J. Lippelt (2010), »Kurz zum Klima: Pumpspeicherwerke – bewährte Technologie für eine grüne Zukunft?«, *ifo Schnelldienst* 63(16), 44–46.
- Wietschel, M., M. Arens, C. Dötsch, S. Herkel, W. Krewitt, P. Markewitz, D. Möst und M. Scheufen (2010), *Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung – Technologiebericht*, ISI-Schriftenreihe »Innovationspotentiale«, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Stuttgart.